

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»  
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ -  
Первый заместитель директора  
по научной работе -  
заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИР»

  
В.А. Фафурин  
«31» августа 2015 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА  
НЕФТИ № 701 ПСП «БУДКОВЦЕ» АО «ТРАНСПЕТРОЛ»  
Методика поверки

МП 0288-14-2015

г.р. 63573-16

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 701 ПСП «Будковце» АО «Транспетрол» (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН:  
 - преобразователи расхода турбинные НТМ10, преобразователи давления измерительные 3051, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 3144P, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, влагомеры поточные модели L, контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3, манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 2, расходомер ультразвуковой UFM 3030 – 12 месяцев.

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OG5B – 24 месяца.

### 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

### 2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 2 настоящей инструкции.

### 3. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда:

- А) Трудовым кодексом Словацкой Республики;
- Б) Инструкциями по охране труда по профессиям и видам работ;
- В) Производственными инструкциями по профессии.

- в области пожарной безопасности

А) «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов АО «Транспетрол»;

Б) «Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ» РД-13.220-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть».

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок

А) «Правила эксплуатации электроустановок взрывоопасных производств»;

Б) «Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ)»;

В) «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителя ПТБ»;

Г) «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории АН по СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1г по «Правила устройства электроустановок», по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - ТЗ по ГОСТ 30852.13-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно. Нельзя размещать на ней горючие предметы и материалы. Ступени и площадки лестниц должны постоянно поддерживаться в чистоте, очищаться от наледи и снега.

СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

#### **4. Условия поверки**

Поверка проводится в условиях эксплуатации СИКН.

#### **5. Подготовка к поверке**

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

#### **6. Проведение поверки**

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 2 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, а так же эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-

вычислительных OMNI 6000 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее меню;
- на клавиатуре, расположенной на передней панели ИВК, нажать последовательно кнопки «Status» и «Enter»;
- в появившемся на дисплее меню, используя кнопку «↓», перейти к пунктам «Revision №», «Checksum», «CPU SN», отображающих информацию о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «Rate» АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- в верхней центральной части экрана монитора АРМ оператора СИКН, нажать на вкладку «Version»;
- на экране появится диалоговое окно «SOFTWARE»;
- в появившемся диалоговом окне для отображения информации о ПО, используя мышью-манипулятор, нажать на клавишу «Get data`s library».

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, проверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО СИКН.

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

### 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефти.

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Преобразователь расхода турбинный модели НТМ10 (далее - ПР) (контрольный)	МИ 3287 - 2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

## Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода турбинные НТМ10 (рабочие)	МИ 3380 - 2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерений избыточного давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 3144P	ГОСТ 8.461 - 2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденный ГУИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г. МИ 2672 - 2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3119 - 2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры поточные модели L	МП 0316 - 6 - 2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные модели L фирмы «Phase Dynamics, Inc.». Методика поверки на месте эксплуатации»
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000	МИ 3156 - 2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB	МИ 2974 - 2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»

Средства измерений не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерения разности давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 2	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	МК 0001 - 1401 - 15 «Методика калибровки преобразователей расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в январе 2015 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН  $\delta M_B$ , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta V^2 + G^2 \times (\delta \rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_p^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \times 100, \quad (2)$$

$\Delta \rho$  – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta T_p, \Delta T_v$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 4);

$\delta N$  – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_v}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (3)$$

где  $T_p, T_v$  – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 4

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , 1/°С
850,0-859,9	0,00081	870,0-879,9	0,00076	890,0-899,9	0,00072
860,0-869,9	0,00079	880,0-889,9	0,00074		

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,25$  %.

### 6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН  $\delta M_H$ , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

- где  $\delta M_B$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в лаборатории, %;
- $\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \phi_{XC}}{\rho_{\phi_{XC}}}, \quad (5)$$

- $\rho_{\phi_{XC}}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м<sup>3</sup>
- $\Delta \phi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляются по формуле

$$\Delta \phi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

- $\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

- $R_{XC}, R_{МП}$  – воспроизводимость методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- $r_{XC}, r_{МП}$  – сходимости методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;

- $W_B$  – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %;

- $W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\phi_{XC}}{\rho_{\phi_{XC}}}, \quad (8)$$

- $\phi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>);

- $W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать  $\pm 0,35$  %.



## **7. Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.